

МИНОБРНАУКИ РОССИИ  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего  
образования  
«САРАТОВСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ Н.Г.ЧЕРНЫШЕВСКОГО»

Кафедра геофизики

**«Комплексный анализ фильтрационно-емкостных свойств и их  
изменчивости в скважине Лянторского месторождения»**

**АВТОРЕФЕРАТ БАКАЛАВРСКОЙ (ДИПЛОМНОЙ) РАБОТЫ**

Студента 4 курса 403 группы  
направление 05.03.01 «Геология»  
профиль «Нефтегазовая геофизика»  
геологического факультета  
Кондрашова Сергея Валерьевича

Научный руководитель  
к.г.-м.н., доцент

\_\_\_\_\_

дата, подпись

Е.Н. Волкова

Заведующий кафедрой  
к.г.- м.н., доцент

\_\_\_\_\_

дата, подпись

Е.Н. Волкова

Саратов 2024

**Введение.** Лянторское месторождение, расположенное в Западной Сибири, является одним из ключевых поставщиков нефти и газа в регионе. Несмотря на свою значимость, месторождение находится на поздней стадии разработки, что приводит к истощению запасов и ухудшению экономических показателей добычи.

Лянторское месторождение, представляющее собой крупнейшее нефтегазоконденсатное хранилище, находится на поздней стадии разработки и характеризуется ухудшением структурных запасов и технико-экономических показателей добычи.

Целью данной работы является комплексный анализ фильтрационно-емкостных свойств и их изменчивости, для горных пород в скважине 1431, с фокусом на пласт АС9 в основном (вертикальном) и боковом (горизонтальном) стволах.

Для выполнения цели, были поставлены следующие задачи:

1. Анализ геологического строения Лянторского месторождения: изучение геологического разреза скважины 1431 и литологическое расчленение разреза горизонтального ствола.
2. Определение продуктивных пластов: выявление коллекторов, определение их глубины залегания и мощности
3. Количественная оценка фильтрационно-емкостных свойств: определение коэффициентов пористости, глинистости, проницаемости и коэффициента нефтегазонасыщения продуктивного пласта АС9

Помимо этих задач, мы оценим актуальность разработки месторождения в настоящее время.

Основным инструментом для решения задач являются геофизические исследования скважин (ГИС), которые представляют собой совокупность физических методов, предназначенных для изучения горных пород в околоскважинном и межскважинном пространствах. Геофизические исследования скважин делятся на две основные группы методов – методы

каротажа и методы скважинной геофизики. Методы ГИС, используемые для изучения межскважинного пространства, называют скважинной геофизикой.

Данная работа составлена с использованием результатов промыслово-геофизических исследований скважин Лянторского газонефтяного месторождения, опубликованных структурных и тектонических карт данного района и предоставленной учебной литературой.

Работа состоит из 5 разделов: геолого-геофизическая характеристика, тектоника, нефтегазоносность, методика выполнения работ и результаты

**Основное содержание работы.** Территориально Лянторское месторождение находится в пределах Сургутского района, который является частью Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.

Геоморфологически район является низменным и характеризуется как слабохолмистая, предрасположенная к заболачиванию, аккумулятивная равнина с колебаниями высотных отметок между +45 метрами на южной стороне и достигающих до +80 метров на севере.

Город Лянтор, расположенный поблизости от рабочей зоны на левобережье Пима, является ближайшим населенным пунктом. Крупнейший населенный пункт — город Сургут, ключевой центр нефтедобычи региона, находится в 80 км к юго-востоку от месторождения.

К близлежащим местам добычи относятся Нижне-Сортымское, Усть-Балыкское, Федоровское, Западно-Сургутское и другие

На Лянторском месторождении преобладают скважины скважины, классифицированные, как высокосложные, что соответствует первой категории. Развитие месторождения осложнено в связи с преципитацией парафина и асфальтенов в области ствола скважины и призабойной зоне. Кроме того, ситуация усугубляется охлаждением истощенных пластов на фоне инъекции воды, что негативно влияет на реологические свойства нефти, кроме того увеличивается вязкость углеводородного сырья, затрудняя его движение по пласту. Помимо этого, наличие слоя вечной мерзлоты на глубинах от 100

до 300 метров и более является дополнительным фактором, вносящим сложности в эксплуатацию месторождения.

Лянторское месторождение сложено породами палеозойского складчатого фундамента и песчано-глинистыми терригенными отложениями платформенного мезокайнозойского осадочного чехла. Разрез месторождения однотипен для всей изученной части Сургутского нефтегазоносного района.

Палеозойский фундамент и полный разрез платформенных образований, включающий в себя отложения юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем, вскрыты на Лянторском месторождении скважинами.

Уровень изученности различных сегментов разреза посредством кернового материала неоднороден.

Наиболее хорошо изучены керном отложения промышленно-нефтеносных горизонтов: АС9, АС10, АС11 (готеривский-барремский ярус). Породы верхнего мела, палеогеновые и четвертичные образования керном не охарактеризованы.

В геологическом строении Западно-Сибирской плиты, являющейся одним из крупнейших структурных элементов земной коры, наблюдается три структурно-тектонических этажа. Эти этажи различаются по степени изменчивости слагающих их пород и тектоническим особенностям.

Формирование нижнего этажа завершилось в палеозойскую эру и соответствует геосинклинальному этапу развития современной плиты. Он сложен изверженными, эффузивными и метаморфическими породами. Осадочные породы встречаются реже и подвержены сильной дислокации. Эти отложения образуют складчатый фундамент плиты, изученный крайне слабо, что обусловлено возможностью его исследования преимущественно геофизическими методами.

Промежуточный структурно-тектонический этаж, характеризующий парагеосинклинальный этап в истории развития, соответствует отложениям пермско-триасового возраста. Породы, слагающие данный этаж менее дислоцированы и подвержены метаморфизму.

Наиболее полно изучен верхний структурно-тектонический этаж, представленный мощной толщей горизонтально залегающих мезозойско-кайнозойских отложений, аккумуляровавшихся в условиях устойчивого прогибания фундамента. Именно эти отложения контролируют все известные в настоящее время скопления углеводородов в пределах Западно-Сибирского региона. Согласно последней технологической схеме мезозойско-кайнозойского чехла Западно-Сибирской плиты Лянторское месторождение приурочено к системе локальных поднятий, расположенных на северо-западном склоне Сургутского свода. В тектоническом плане локальные поднятия, контролируемые Лянторское месторождение, приурочены к Пимскому и Востокинскому валам.

В целом, Сургутский свод и осложняющие его структуры низких порядков, относятся к Центральной тектонической области. Для нее характерным признаком является преобладание структур с северо-западным и северо-восточным простиранием. Не являются исключением и локальные поднятия, составляющие Лянторское месторождение. Все поднятия: Комарьинское, Лянторское, Январское, Востокинское, Таняунское, Тайбинское, Тутлимское образуют цепочку, протянувшуюся в меридиональном направлении. Характерным для них являются пологие углы падения крыльев, не превышающие единиц градусов, контуры их, в основном, изрезаны: наиболее четко выражены Лянторская и Востокинская структуры. Эти структуры представляют собой типичные брахиантиклинальные поднятия платформенного происхождения с простиранием, близким к меридиональному

Лянторское месторождение нефти сосредотачивает свои основные запасы в терригенных пластах АС9-АС11, залегающих в верхней части вартовской свиты готерив-барремского возраста.

Основная залежь Лянторского месторождения, объединяющая в единый контур Лянторскую, Январскую, Востокинскую, Таняунскую и Тайбинскую структуры, приурочена к гидродинамически связанным между собой

песчаными пластами АС9-11 и относится к пластово-массивному типу. Залежь содержит газовую шапку значительных размеров, подстилаемую огромной по площади нефтяной "подушкой". О гидродинамической связи пластов, составляющих единый резервуар, свидетельствуют идентичность состава и свойств нефти, единство уровней ВНК и ГНК по всем трем пластам. Залежь пластов АС9-11 является единым объектом разработки.

Залежи пласта АС9 характеризуются самым широким контуром нефтеносности. Продуктивные отложения этого пласта залегают под мощной глинистой крышкой толщиной 30-44 м.

Проницаемая часть пласта АС9 представлена мелкозернистыми песчаниками и крупнозернистыми алевролитами.

Коллекторские свойства пласта изучались по разрезу 129 скважин.

Открытая пористость, изученная по 3003 образцам, изменяется в широком диапазоне от 16,1 до 29,8% при среднем значении 24,3% (24%)

Проницаемость по пласту в среднем составляет  $299 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> и изменяется от  $1,1 \cdot 10^{-3}$  до  $1830 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Большая часть образцов (64%) имеет проницаемость  $100 \cdot 10^{-3}$  -  $500 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, проницаемость более  $500 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> характеризуется 16% пород.

Газонефтяные залежи пласта АС10 являются основным добывающим объектом Лянторского месторождения, и содержит основные запасы нефти (57,4%).

В подсчете запасов залежи пласта АС10 были выделены в пределах единого контура нефтеносности, охватывающего Лянторскую, Январскую, Востокинскую структуры, в районе Тайбинского поднятия и две залежи на Таняунской структуре. На южном окончании основной залежи наметилось расширение контура к юго-востоку на 2 км.

Пласт АС10 отделен от вышележащего пласта АС9 глинистым экраном, мощность которого варьируется от 2 до 8 метров и более. Данный экран обладает практически повсеместным распространением.

Анализ данных ГИС позволил также охарактеризовать коллекторские свойства пласта АС10. Среднее значение пористости составляет 25%, при этом имеются вариации в диапазоне от 21 до 26%. Проницаемость изменяется от  $1 \cdot 10^{-3}$  до  $1493 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> при среднем значении  $590 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Пластовые нефти горизонтов АС9 и АС10 тяжелые, с высокими давлениями насыщения и сравнительно низким газосодержанием, молекулярная масса нефти высокая -162.

Песчаный пласт АС11, являющийся частью нижнего эксплуатационного объекта АС9-11, характеризуется наиболее сложным геологическим строением. Это выражается в многообразии форм залегания песчаных тел, составляющих данный пласт, таких как линзы, полулинзы, врезы и другие.

Общая толщина пласта АС11 изменяется в очень широком диапазоне значений от 4 до 50 м. Зоны максимальных толщин пласта, как правило, укладываются в вытянутые полосообразные формы, напоминающие разветвленные русла с тенденцией их приуроченности к присводовым зонам Востокинской, Январской и Лянторской структур. Зоны уменьшенных толщин, напротив, тяготеют к межструктурным нарушениям (сочленения Таняунской и Январской, Январской и Лянторской, Январской и Востокинской структур).

Залежь пласта АС11 Лянторской площади приурочена к брахиантиклинальному поднятию, в соответствии с рисунком 4, вытянутому в субмеридиональном направлении и осложняющему западное крыло региональной структуры. Размеры поднятия составляют 16х4-6 км, высота 40 м.

Коллекторские свойства пласта АС11 были дополнительно изучены по данным промысловой геофизики. Значения пористости колеблются в диапазоне от 21 до 26%, при среднем значении 24,8%. Средний показатель проницаемости составляет 536 мкм<sup>2</sup>, с вариациями от 1 до 1493 мкм<sup>2</sup>.

Основным инструментом для решения дальнейших задач являются геофизические исследования скважин (ГИС), которые представляют собой

совокупность физических методов, предназначенных для изучения горных пород в околоскважинном и межскважинном пространствах. Геофизические исследования скважин делятся на две весьма обширные группы методов – методы каротажа и методы скважинной геофизики. Методы ГИС, служащие для изучения межскважинного пространства, называют скважинной геофизикой.

Метод ИК был использован для определения характера насыщения в основном стволе скважины. Данный метод основывается на возбуждении электрического тока в горных породах посредством индукционной катушки и последующем измерении вторичного сигнала, генерируемого приёмной катушкой. Индукционная катушка создаёт первичное электромагнитное поле, индуцируемое в породе. В результате этого в породе возникают вихревые токи, создающие в свою очередь вторичное электромагнитное поле. Возникающее в данном процессе вторичное поле зависит от проводимости породы и фиксируется приёмной катушкой. Проводимость измеряется в единицах проводимости См/м (Сименс на метр) или пересчитывается в сопротивление.

Физической основой метода ГК является наличие радиоактивных элементов, таких как уран, торий и калий, в осадочных породах. Гамма-каротаж основан на измерении естественной гамма-активности горных пород. Самопроизвольный распад атомных ядер в естественных условиях (проявление радиоактивности) сопровождается альфа-, бета- и гамма-излучением. Все виды этих излучений, попадая в материальную среду, в той или иной мере испытывают поглощение. Важно отметить, что в работе нет интерпретации спектрального гамма-каротажа, а есть интегральный эффект от всех радиоактивных элементов. Прибор для гамма-каротажа (ГК) применяется с целью измерения мощности экспозиционной дозы природного гамма-излучения в ходе выполнения комплексных ГИС в скважинах.

Методы потенциалов самопроизвольной поляризации горных пород основаны на изучении естественных электрических полей в скважинах.



Естественные поля возникают в результате электрической активности диффузионно-адсорбционного, окислительно-восстановительного, фильтрационного и электродного характера. Прибор обеспечивает измерение ПС (собственной поляризуемости), КС (кажущегося сопротивления) и 4-х нормальных значений УЭС. Для измерения электрических свойств горных пород прибор использует электроды как в качестве приемников, так и в качестве источника. Возможность определения коэффициентов пористости коллекторов по данным естественной электрохимической активности основана на близкой к прямолинейной связи между диффузионно-адсорбционной активностью пород и их относительной глинистостью.

Метод НКТ заключается в измерении плотности потока тепловых нейтронов, образующихся в результате замедления в горных породах быстрых нейтронов от стационарного источника. При эксплуатации модуля используется стандартный источник быстрых нейтронов (закрытый плутоний-бериллиевый с радионуклидом плутоний-238). Методика определения коэффициента пористости по данным нейтронного гамма-каротажа КпнГК основана на использовании индивидуальной зависимости показаний метода  $I_{n\gamma}$  от коэффициента пористости. Поскольку водород присутствует, главным образом, во флюиде (нефти, газе, воде), заполняющем пустотное пространство породы, то величина сигнала непосредственно связана с количеством флюида, то есть с пористостью. На каротажной кривой наблюдается  $\min$  интенсивности нейтронного гамма-излучения ( $I_{n\gamma}$ ) - против пористых пластов (например глиен) и  $\max$  - против плотных.

Хотя метод ВИКИЗ не применялся нами напрямую для расчета параметров, он входил в комплекс методов, использовавшихся при работах на скважине. Метод ВИКИЗ, или метод высокочастотных индукционных каротажных изопараметрических зондирований, предназначен для изучения пространственного распределения удельного электрического сопротивления пород, вскрытых скважинами, бурящимися на нефть и газ.

Данные ВИКИЗ, полученные при каротаже скважины, отражают пространственное распределение удельного электрического сопротивления (УЭС) пород. Интерпретация этих данных в комплексе с информацией из других источников позволяет получить ценные сведения о геологическом строении и свойствах пластов.

- расчленение разреза, в том числе тонкослоистого, с высоким пространственным разрешением;
- оценка положения водонефтяных и газоводяных контактов;
- определение удельного электрического сопротивления неизменной части пласта, зоны проникновения фильтрата бурового раствора с оценкой глубины вытеснения пластовых флюидов;
- выделение и оценка параметров радиальных неоднородностей в области проникновения, в том числе скоплений соленой пластовой воды ("окаймляющие зоны"), как прямого качественного признака присутствия подвижных углеводородов в коллекторах.

Коллектором нефти и газа обычно называют породу содержащую, в пустотном пространстве флюиды (нефть, газ, воду) и отдающие их при разработке. Разделение пород в разрезе на коллекторы и неколлекторы выполняется по данным ГИС. На практике применяются два основных приема выделения коллекторов:

1. По прямым признакам подвижности флюида в пласте, установленным по результатам интерпретации каротажных диаграмм.
2. По косвенным критериям разделения пород на коллекторы и неколлекторы с применением граничных значений геофизических параметров.

Используя вышеприведенные методики, представилась возможность провести интерпретацию пласта АС9 с целью изучения литологического строения и нефтегазоносности.

После выделения коллекторов, а также определения их петрофизических свойств и коллекторских характеристик, благодаря

исследованиям, проведенным Ханиным А.А., используя литологию, гранулометрический состав и пористость пород, слагающих коллектор, становится возможно определить проницаемость исследуемого пласта.

В ходе работы были получены коэффициенты глинистости и пористости, для основного и бокового стволов скважины: для основного ствола -  $C_{гг}$  по ГК= 10%,  $K_{п}$  по НКТ= 18%,  $C_{гг}$  по ПС = 9%, а также  $K_{нг} = 73%$  и  $C_{гг}$  по ГК= 13%,  $K_{п}$  по НКТ= 18%,  $C_{гг}$  по ПС = 12.3%. Кроме того, пласт АС9 был литологически расчленен для обоих стволов скважины.

**Заключение.** Проведенные исследования по изучению пласта-коллектора АС9 на Лянторском месторождении, включая методы ГИС, такие как гамма-каротаж, индукционный каротаж, метод собственной поляризации потенциалов и нейтронный гамма-каротаж, позволили получить информацию о пространственном распределении петрофизических и литологических особенностей, а также о фильтрационно-емкостных свойствах в пределах одной скважины, а именно:

- Увеличение глубины залегания пласта АС9 относительно основного ствола скважины, что соответствует имеющимся теоретическим данным.
- Рост коэффициента глинистости на 3% в направлении простирания горизонтальной скважины, совпадающей с падением пласта.

Помимо этого, по классификации Ханина А.А., который определяет параметры пластов по пористости и проницаемости, следует, что пласт АС9 можно охарактеризовать как пласт «очень высокого» класса. Пласты данного класса обладают эффективной пористостью, для песчаника, более 16,5%. Исходя из эмпирических зависимостей, представленных Ханиным, представилась возможность определить для пласта АС9 проницаемость, при этом не используя анализ керна и испытания скважины. Таким образом проницаемость будет от 500 до 1000 мД, кроме того, по полученному коэффициенту нефтегазонасыщения, мы можем явно судить о нефтенасыщенности изучаемого пласта.

Проведенный анализ данных подтверждает перспективность разработки Лянторского месторождения с применением технологии забуривания боковых стволов скважин. Использование этого метода позволит вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые ранее были признаны нерентабельными или технически невозможными для восстановления другими способами, а также эффективно работать даже в условиях повышенной сложности, как на Лянторском месторождении.